

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017
y por los años terminados en esas fechas

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados de Situación Financiera

Estados de Resultados Integrales

Estados de Flujos de Efectivo – Directo

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Notas a los Estados Financieros

M\$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos



Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Benedicto Vásquez Córdova'. The signature is stylized and somewhat abstract, with a large loop on the left side and a series of vertical strokes in the middle.

Benedicto Vásquez Córdova

KPMG Ltda.

Santiago, 27 de febrero de 2019

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

**Estados de Situación Financiera, Clasificado
al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017.
(En miles de pesos)**

ACTIVOS	Nota	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	27.435.303	24.563
Otros activos financieros corrientes		70.588	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	6	11.072.099	10.924.613
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	12.701.441	21.110.117
Activos por impuestos corrientes	10	-	3.309.950
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		51.279.431	35.369.243
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes		-	70.588
Otros activos no financieros, no corrientes		26.965	26.965
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	6	2.602	5.050
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8	86.463	86.463
Propiedades, planta y equipo	9	179.577.153	186.571.280
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		179.693.183	186.760.346
TOTAL DE ACTIVOS		230.972.614	222.129.589

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

**Estados de Situación Financiera, Clasificado
al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017.
(En miles de pesos)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	14	7.175.778	8.681.880
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	28.592.196	27.295.533
Pasivos por impuestos corrientes	10	5.889.774	-
Otros pasivos no financieros corrientes		2.801.636	2.333.147
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		44.459.384	38.310.560
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	11	46.238.191	48.261.590
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		46.238.191	48.261.590
TOTAL PASIVOS		90.697.575	86.572.150
PATRIMONIO			
Capital emitido	16	175.774.920	175.774.920
Ganancias (pérdidas) acumuladas	16	(16.342.543)	(21.060.143)
Primas de emisión	16	18.499.309	18.499.309
Otras reservas	16	(37.656.647)	(37.656.647)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		140.275.039	135.557.439
TOTAL PATRIMONIO		140.275.039	135.557.439
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		230.972.614	222.129.589

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

**Estados de Resultados Integrales, por naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
(En miles de pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2018 M\$	2017 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	17	162.739.659	152.500.982
Otros ingresos, por naturaleza	17	28.529	401
Total de Ingresos		162.768.188	152.501.383
Materias primas y consumibles utilizados	18	(21.539.174)	(36.289.330)
Margen de Contribución		141.229.014	116.212.053
Gastos por beneficios a los empleados	19	(169.516)	(167.213)
Gasto por depreciación y amortización	20	(7.487.300)	(7.400.135)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	20	(3.099)	-
Otros gastos por naturaleza	21	(5.500.940)	(5.087.801)
Resultado de Explotación		128.068.159	103.556.904
Ingresos financieros	22	103.969	244
Costos financieros	22	(230.887)	(611.938)
Diferencias de cambio	22	9.281	4.943
Resultado por unidades de reajuste	22	342.180	211.519
Resultado de Otras Inversiones		55.697	45.000
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		128.348.399	103.206.672
Gasto por impuestos a las ganancias	23	(34.669.191)	(26.346.081)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		93.679.208	76.860.591
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		93.679.208	76.860.591
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		93.679.208	76.860.591
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		93.679.208	76.860.591
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$/acción	152,91	125,46
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas		-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$/acción	152,91	125,46
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de op. continuadas	\$/acción	152,91	125,46
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de op. discontinuadas		-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$/acción	152,91	125,46

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Resultados Integrales, por naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2018 M\$	2017 M\$
Ganancia (Pérdida)		93.679.208	76.860.591
Componentes no reclasificables en ganancias (pérdidas), antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		-	-
Total componentes no reclasificables en ganancias (pérdidas)		-	-
Impuestos a las ganancias (pérdidas), de Componentes no se reclasificables en ganancias (pérdidas).			
Impuesto a las ganancias (pérdidas) relacionado con planes de beneficios definidos		-	-
Total Otro Resultado Integral, neto		-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		93.679.208	76.860.591
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		93.679.208	76.860.591
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		93.679.208	76.860.591



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estado de cambios en el patrimonio

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total Otras reservas				
Saldo Inicial al 1 de enero 2018	175.774.920	18.499.309		(37.656.647)	(37.656.647)	(21.060.143)	135.557.439		135.557.439
Incremento (disminución) por cambio en política contable						(7.787)	(7.787)		(7.787)
Saldo inicial reexpresado	175.774.920	18.499.309	-	(37.656.647)	(37.656.647)	(21.067.930)	135.549.652	-	135.549.652
Cambios en patrimonio									
Resultado Integral									
Ganancia (pérdida)						93.679.208	93.679.208		93.679.208
Otro resultado integral									
Resultado integral							93.679.208		93.679.208
Emisión de patrimonio									
Dividendos						(88.953.821)	(88.953.821)		(88.953.821)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	4.725.387	4.725.387	-	4.725.387
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	175.774.920	18.499.309	-	(37.656.647)	(37.656.647)	(16.342.543)	140.275.039	-	140.275.039

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total Otras reservas				
Saldo inicial al 1 de enero 2017	175.774.920	18.499.309		(37.656.647)	(37.656.647)	(20.447.482)	136.170.100		136.170.100
Cambios en patrimonio									
Resultado Integral									
Ganancia (pérdida)						76.860.591	76.860.591		76.860.591
Otro resultado integral									
Resultado integral							76.860.591		76.860.591
Emisión de patrimonio									
Dividendos						(77.473.252)	(77.473.252)		(77.473.252)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	(612.661)	(612.661)	-	(612.661)
Saldo final al 31 de diciembre 2017	175.774.920	18.499.309	-	(37.656.647)	(37.656.647)	(21.060.143)	135.557.439	-	135.557.439

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Flujos de Efectivo Directo
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
(En miles de pesos)

		enero - diciembre	
Estado de Flujo de Efectivo Directo		2018	2017
		M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		205.446.941	186.552.516
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(32.100.364)	(49.547.763)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(154.285)	(138.864)
Pagos por primas y prestaciones		(1.236.033)	(1.311.996)
Otros pagos por actividades de operación		(25.815.775)	(21.390.699)
Intereses pagados		(155.940)	(649.614)
Intereses recibidos		103.477	-
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(28.488.174)	(30.675.420)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		117.599.847	82.838.160
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo		(639.914)	(1.372.619)
Dividendos recibidos		55.697	45.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(584.217)	(1.327.619)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		19.788.442	83.023.501
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(28.330.130)	(86.366.431)
Dividendos pagados		(81.063.202)	(78.143.108)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(89.604.890)	(81.486.038)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		27.410.740	24.503
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		27.410.740	24.503
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		24.563	60
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	27.435.303	24.563



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS ANUALES

Índice

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS ANUALES	9
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS ANUALES	10
2.1	Principios contables.....	10
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	10
a)	Las siguientes nuevas Normas, Enmiendas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros anuales:.....	10
b)	Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:.....	13
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	18
a)	Propiedades, Planta y Equipo.....	18
b)	Activos intangibles distintos de plusvalía.....	19
c)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	19
d)	Instrumentos financieros.....	20
e)	Provisiones.....	21
f)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	22
g)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	22
h)	Impuesto a las ganancias.....	22
i)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	23
j)	Ganancia (pérdida) por acción.....	24
k)	Dividendos.....	24
l)	Estado de flujos de efectivo.....	24
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	25
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFFECTIVO	31
6.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	31
7.	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.....	32
7.1	Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas	32
7.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	34
7.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	34
7.4	Planes de retribución vinculadas a la cotización de la acción.....	35
8.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	36
9.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	37
10.	ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.....	38
11.	PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS	38
12.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	39

13.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	41
14.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	42
15.	OTRAS PROVISIONES.....	42
16.	PATRIMONIO TOTAL	43
17.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	44
18.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	44
19.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	44
20.	DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO	45
21.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	45
22.	RESULTADO FINANCIERO.....	45
23.	GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	46
24.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS. ...	46
25.	DOTACION.....	46
26.	MEDIO AMBIENTE.....	47
27.	SANCIONES	47
28.	HECHOS POSTERIORES	47
	ANEXO N° 1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 3 DE FEBRERO DE 2012: ..	48
	ANEXO N° 2 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:.....	50



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS ANUALES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS ANUALES

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (en adelante Pehuenche, la Sociedad o la Administración) es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, en Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N°293.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. es subsidiaria de Enel Generación Chile S.A., la cual es a su vez subsidiaria de Enel Chile S.A., entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad se constituyó por escritura pública otorgada con fecha 1º de abril de 1986 ante el Notario de Santiago don Víctor Manuel Correa Valenzuela. Un extracto de la escritura se inscribió en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, el 21 de abril de 1986, a fojas 65 N°60 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de abril de 1986. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N°96.504.980-0.

Por acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 1993, cuya acta se redujo a escritura pública de fecha 18 de mayo de 1993 en la Notaría de Don Raúl Undurraga Laso, y cuyo extracto se inscribió a fojas 11.033 N°9.097 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 1993 y se publicó en el Diario Oficial de fecha 27 de mayo de 1993, se modificaron los estatutos de la compañía en el sentido de fijar el domicilio de la sociedad en la ciudad y comuna de Santiago, sin perjuicio de los demás domicilios especiales.

Pehuenche tiene como objeto social la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Sin que ello signifique una limitación de la generalidad de lo anterior, el objeto de la sociedad incluirá con carácter de preferente hasta su conclusión, la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Pehuenche, Curillinque y Loma Alta en la hoya del Río Maule, Séptima Región. Asimismo, la sociedad podrá otorgar garantías reales y personales a favor de terceros.

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos son hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos contratos representan un 76,79% de los ingresos ordinarios para este periodo (79,85% en 2017).

La dotación de Pehuenche es de 2 trabajadores al 31 de diciembre de 2018. La dotación promedio durante el periodo fue de 2 trabajadores.

Los Estados Financieros de Pehuenche correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2018 y posteriormente, se presentaron a consideración de la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebró con fecha 23 de abril de 2018 órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS ANUALES

2.1 Principios contables

Los estados financieros anuales de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2019, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros anuales reflejan fielmente la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Estos Estados Financieros anuales se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

Estos estados financieros anuales se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional y de presentación de la Sociedad.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Las siguientes nuevas Normas, Enmiendas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros anuales:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: Instrumentos Financieros	1 de enero de 2018
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas	1 de enero de 2018
Enmiendas a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	1 de enero de 2018
Enmiendas a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión.	1 de enero de 2018
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIC 28)	1 de enero de 2018

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y establece los criterios para el reconocimiento, clasificación y medición de activos financieros, pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras.

El método de transición adoptado por Pehuenche en la primera aplicación de esta Norma ha sido el método retroactivo, con el efecto acumulado de dicha aplicación como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, sin reexpresar períodos comparativos. Los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 han sido aplicados por Pehuenche de manera prospectiva.

La Administración llevó a cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la Norma y de su impacto en los estados financieros de Pehuenche, el cual se resume como sigue:

(i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los activos financieros, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- Costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- Valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- Valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los pasivos financieros, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

En función del modelo de negocio y de las características de los flujos de efectivo contractuales, La Administración ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación de activos financieros no han tenido impacto en los estados financieros. La mayor parte de los instrumentos financieros de Pehuenche, correspondientes a préstamos y cuentas por cobrar comerciales, seguirán midiéndose a costo amortizado bajo NIIF 9, con excepción de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral y los instrumentos derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados (tratamiento general) o con cambios en otro resultado integral (contabilidad de coberturas), según corresponda.

(ii) Deterioro del valor

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- Las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- Las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. La Administración eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

(iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto Impacta resultados.

La NIIF 9 elimina el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, la Sociedad podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. La Administración ha escogido aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de aplicación inicial.

La aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros.

- **NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”**

La NIIF 15 aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros, e intercambios no monetarios.), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 Contratos de Construcción;
- NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias;
- CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y
- SIC-31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.

Este nuevo estándar estableció un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La Sociedad llevó a cabo un proyecto de implementación, para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Pehuenche, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés de la Administración, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

La Sociedad posee participación directa en los negocios de Generación y Transmisión de energía eléctrica. Con base en la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de los flujos de ingresos señalados, la Sociedad no identificó impactos en los estados financieros en el momento de la aplicación inicial de la Norma.

Pehuenche implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable como de revelación.

- **CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”**

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22 ha sido aplicada por Pehuenche a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros anuales.

- **Enmienda a NIIF 2 “Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones”.**

Las modificaciones a NIIF 2 Pagos basados en acciones, que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF, abordan los siguientes temas:

- Efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;
- Clasificación de las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;
- Contabilización de las modificaciones realizadas en los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

La enmienda a NIIF 2 ha sido aplicada por la sociedad a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros individuales.

- **Enmienda a NIC 40 “Transferencias de Propiedades de Inversión”.**

Las enmiendas aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva.

La enmienda a NIC 40 ha sido aplicada por la sociedad a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros individuales.

- **Mejoras Anuales: Ciclo de 2014-2016 “NIIF 1 y NIC 28”.**

NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF: elimina las exenciones transitorias incluidas en el Apéndice E (E3 – E7 de NIIF 1), porque ya han cumplido su propósito.

NIC 28 *Inversiones en Asociadas*: aclara que una organización de capital de riesgo u otra entidad calificada puede elegir en el reconocimiento inicial medir sus inversiones en una asociada o negocio conjunto a valor razonable con cambios en resultados. Esta elección puede hacerse sobre una base de inversión por inversión. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada o negocio conjunto. Estas mejoras son de aplicación retrospectiva.

Las mejoras anuales 2014 – 2016 han sido aplicadas por la sociedad a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros anuales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Anuales, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB pero no eran de aplicación obligatoria:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 16: Arrendamientos	1 de enero de 2019
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos	1 de enero de 2019
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIIF 12 y NIC 23)	1 de enero de 2019

Nuevas Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
Enmiendas a NIC 19: Modificación, reducción o liquidación de un plan	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIIF 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Materialidad o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 "Arrendamientos" y a sus interpretaciones: CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento", SIC 15 "Arrendamiento operativos - incentivos", SIC 27 "Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento". La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

- Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).
- Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La Administración llevó a cabo un proyecto de implementación para evaluar el impacto de la NIIF 16 en los estados financieros individuales de Pehuenche. Dicha evaluación, requirió aplicar juicio profesional y realizar supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por Pehuenche, con el objetivo de identificar si estos están dentro del alcance de la norma.
- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la exención de aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual.
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Pehuenche y se considere razonablemente cierto.
- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para la transición, la Administración ha utilizado la tasa de endeudamiento incremental a partir del 1 de enero de 2019, definida esta como la tasa de interés que tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

El trabajo de implementación también requirió una revisión de los procesos y sistemas, incluyendo el de control interno, con el fin de determinar la herramienta más adecuada para la gestión de la información necesaria para la aplicación de la nueva Norma, así como de las revelaciones requeridas en los estados financieros consolidados.

Para la transición de la nueva Norma, la Administración ha elegido aplicar las siguientes soluciones prácticas:

- La Administración eligió no evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicará la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4. Por lo tanto, la Administración no aplicará la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.
- La Administración ha determinado que aplicará el método de transición retrospectivo modificado, mediante el cual no se requiere la reexpresión de períodos comparativos y se presenta el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo.
- Confiar en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos aplicando la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial y ajustar el activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial por el monto de cualquier provisión por arrendamientos onerosos reconocido en los estados financieros inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

Los principales efectos que surgen por la aplicación de la nueva Norma en Pehuénche, son aquellos relacionados con el arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. En base al análisis realizado, Pehuénche estima que la aplicación de la NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en la fecha de su aplicación inicial, sin embargo, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros la cuantificación de su magnitud está todavía en proceso de análisis y revisión detallada.

- **CINIIF 23: “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”**

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.

Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, retroactivamente. La Administración ha evaluado los efectos de la aplicación de CINIIF 23, y ha determinado que su adopción no generará impactos en los estados financieros individuales de Pehuénche, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Mejoras Anuales (Revisado).**

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también ha emitido un documento de acompañamiento por separado, “Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF”, que establece enmiendas a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado) entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación del nuevo Marco Conceptual en los estados financieros individuales de la Sociedad.

- **Enmienda a NIIF 9, Instrumentos Financieros: Cláusulas de prepago con compensación negativa.**

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9 relacionados con los derechos de término para permitir la medición a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos anticipados con compensación negativa.

Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas

a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de “solo pagos de principal más intereses” independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación a valor razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos.

Las enmiendas son aplicables a partir del 1 de enero de 2019 de forma retrospectiva. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad.

- **Enmienda a NIC 28 “Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos”.**

Las enmiendas aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones.

La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad.

- **Mejoras Anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 “NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23”.**

NIIF 3, “Combinaciones de Negocios” y NIIF 11, “Acuerdos Conjuntos”: Clarifica la contabilización de los incrementos en la participación en una operación conjunta que reúne la definición de un negocio. Si una parte mantiene (u obtiene) control conjunto, la participación mantenida previamente no se vuelve a medir. Si una parte obtiene control, la transacción es una combinación de negocios por etapas y la parte adquirente vuelve a medir la participación mantenida previamente en los activos y pasivos de una operación conjunta, a valor razonable.

NIC 12, “Impuesto a la Renta”: Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.

NIC 23, “Costos de Préstamos”: Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados que ahora están listos para su uso o venta (o cualquier activo no calificado), pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización.

Las mejoras son efectivas a partir de los períodos de reporte anual que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas mejoras no generará impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad.

- **Enmienda a NIC 19 “Modificación, reducción o liquidación de un plan”.**

Las enmiendas a IAS 19 *Beneficios a los empleados*, emitidas en febrero de 2018, abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte. Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas mejoras no generará impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad.

- **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 “Definición de Material o con Importancia Relativa”.**

En octubre de 2018 el IASB modifica la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros individuales de la Sociedad.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros individuales es de responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros anuales se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro.
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable.
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15.

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los Estados Financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y monto de los pasivos, de monto incierto o contingentes.
- Los resultados fiscales de la Sociedad, que se declararán ante la respectiva autoridad tributaria en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros anuales, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros individuales futuros.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los Estados Financieros adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, Planta y Equipo.

Las Propiedades, Planta y Equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del periodo en que se incurren.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las Propiedades, Planta y Equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 - 60
Planta y equipos	5 - 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 - 35
Vehículos de motor	5 - 10

Adicionalmente, para mayor información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase de planta y equipo:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 - 65
Equipo electromecánico	10 - 45
Instalaciones de transporte:	
Red de alta tensión	10 - 60
Red de baja y media tensión	10 - 60
Equipos de medida y telecontrol	3 - 50
Otras instalaciones	4 - 25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Activos intangibles distintos de plusvalía.

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra c) de esta Nota.

c) Deterioro del valor de los activos no financieros.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre de los mismos, se evalúan si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las Propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE el valor en uso es el enfoque utilizado por el Pehuenche en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, Pehuenche prepara las proyecciones de flujos de caja futuros, antes de impuestos, a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de Pehuenche sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de diciembre de 2018 la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio. La tasa de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2018 fue de 10,6%.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrataando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en ejercicios anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en

ejercicios anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

d) Instrumentos financieros.

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

d.1) Activos financieros, no derivados.

Pehuenche clasifica sus inversiones financieras no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación y los activos no corrientes mantenidos para la venta, en tres categorías:

i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas únicamente a flujos de efectivo compuestos por pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en Pehuenche son: cuentas por cobrar, préstamos y equivalentes de efectivo. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del período.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

d.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

d.3) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, la Administración aplica un modelo deterioro de valor que se basa en pérdidas crediticias esperadas. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La Administración aplica un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo.

d.4) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

e) Provisiones.

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

f) Conversión de saldos en moneda extranjera.

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

g) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

h) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo, se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Pehuénche pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

i) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

La Administración analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 4) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por la Administración:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Pehuénche aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

Los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Pehuénche determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Administración aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

La Administración excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, la Administración evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Los costos incrementales de la obtención de un contrato se reconocen como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

j) Ganancia (pérdida) por acción.

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de está, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de la Sociedad.

k) Dividendos.

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada periodo, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de periodos anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Pehuénche, es prácticamente imposible, al cierre de cada periodo se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del año, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" o en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "Patrimonio" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta Ordinaria de Accionistas.

l) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a seis meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el **Ministerio de Energía**, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente Fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La **Comisión Nacional de Energía (CNE)** posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación. Por su parte, la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)** fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un **Panel de Expertos**, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un **Coordinador Eléctrico Nacional**, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son:

i) Preservar seguridad del servicio, ii) Garantizar operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: **Generación, Transmisión y Distribución**. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular del costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la integración y concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de

participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

a.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- **Clientes libres**, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras.
- **Empresas Distribuidoras**, distinguiendo suministro de sus clientes regulados y libres. Para el suministro de sus clientes regulados, las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, mientras que, para el suministro de sus clientes libres, lo hacen a través de contratos bilaterales.
- **Empresas Generadoras**, la relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

Energías renovables no convencionales

La Ley 20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

a.2 Segmento de Transmisión

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuatrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la CNE.

Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se licita la ejecución, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación, pero debe ser licitada. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de un cargo único por uso del sistema de transmisión. Dicho cargo es definido (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

a.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador (distribuidora o generadora), debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el **Valor Agregado de Distribución (VAD)**. La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

En efecto, para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados "áreas típicas". Por cada área típica, tanto la CNE como las empresas de distribución, encargan estudios a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El VAD se obtiene ponderando los resultados de los estudios encargados por la CNE y por las empresas a razón 2/3 – 1/3, respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los **Servicios Asociados** no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos en el año 1982.

b) Temas Regulatorios 2018

Plan Normativo CNE 2018

Mediante Resolución Exenta N°20, de fecha 12 enero 2018, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2018 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2017, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2018.

Plan Normativo CNE 2019

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 2018, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2019.

Reglamentos Publicados 2018

Reglamento Panel de Expertos.

Con fecha 5 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publica en el Diario Oficial un nuevo Reglamento para Panel de Expertos. Este reglamento tiene por objeto establecer disposiciones para el funcionamiento, financiamiento y competencias del Panel de Expertos, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento del Coordinador Eléctrico.

Con fecha 3 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Este reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones para organización, composición y funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento de Seguridad de Servicios Complementarios, Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Con fecha 12 de junio de 2018, el Ministerio de Energía aprueba el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770, emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) realizaron las observaciones correspondientes. Habida evaluación de las observaciones, mediante la Resolución Exenta N°163 de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Final del Plan De Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. Los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en Audiencia Pública. Cumpliendo con todas las etapas del proceso, con fecha 8 de noviembre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Plan de Expansión del año 2017, fijando las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de Licitación en los doce meses siguientes.

Plan de Expansión de la Transmisión – 2018

En el marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, la CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 30 de abril de 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. Siguiendo con las etapas del proceso, con fecha 14 de noviembre de 2018, la CNE publica Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018.

Planificación Energética 2018-2022

Mediante publicación en el Diario Oficial, con fecha 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018-2020. Este corresponde al primer proceso de planificación energética realizado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley 20.936. Este plan, de carácter no vinculante, se debe realizar cada 5 años, de acuerdo al artículo 83° de la Ley Eléctrica.

Ley 21.076 – Obligaciones sobre Retiro y Reposición de Empalme y Medidor

Con fecha 27 de febrero de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.076, que modifica la Ley Eléctrica para imponer a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de la inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. El único artículo de esta Ley y sus transitorios señalan que el empalme y medidor son parte de la red de distribución y que la titularidad de propiedad se irá modificando en la medida que se cambie alguna de estas instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica.

Estudio de Tarifas por artículo 187° de la Ley Eléctrica.

Con fecha 6 de octubre de 2017, la CNE emite la Resolución Exenta CNE N°560, que aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley Eléctrica, suscrito entre la CNE y las empresas concesionarias de servicio público de distribución. En este contexto, en diciembre de 2017, la CNE solicita a las empresas distribuidoras los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (aprobada por Resolución Exenta CNE N°706, de fecha 7 diciembre de 2017) no reconocidos en las tarifas vigentes de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía).

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía pública en el Diario Oficial en el Decreto N°5T que actualiza al Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica. Estas nuevas condiciones tarifarias estarán vigentes hasta el próximo proceso de fijación tarifaria y su promulgación da inicio a la entrada en vigencia de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, señalada en el párrafo precedente.

Ley 21.118 – Modificación Marco Normativo Generadoras Residenciales

Con fecha 17 noviembre de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.118 que modifica la Ley Eléctrica con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Entre las principales modificaciones introducidas por esta ley, destaca el aumento de capacidad máxima del equipamiento de generación residencial para optar a mecanismo *netbilling* de 100 kW a 300 kW.

c) Revisiones tarifarias

c.1 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

La Ley 20.936, del 20 de julio de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, introdujo cambios en los procesos tarifarios a todo el segmento de transmisión. A partir de la publicación de dicha ley, el segmento antes conocido como "Subtransmisión" pasó a denominarse Transmisión Zonal.

Las tarifas de Transmisión Zonal se fijan cada cuatro años. Sin embargo, antes de la publicación de la Ley 20.936 el período tarifario de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) había sido extendido, a saber:

- El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).
- El 22 de abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, la Ley 20.936/2016 establece en su artículo undécimo transitorio que la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de transmisión zonal por parte de centrales generadoras que inyectan a través de dichos sistemas.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y sus resultados serán utilizados para tarificar el período 2018 -2019.

En este contexto, con fecha 10 de febrero de 2017, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, se publicó el "Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019". Cumpliendo, en tiempo y forma, Enel Distribución realizó las observaciones pertinentes. Posteriormente, con fecha 28 de marzo de 2017, mediante Resolución Exenta CNE 149, se publicó el Informe Técnico Definitivo. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución y otros interesados expusieron sus discrepancias ante Panel de Expertos.

Con fecha de 05 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°6T que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

c.2 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se encuentran en curso los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, el Regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771 (29 de diciembre de 2017) emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana) realizaron observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°123 de fecha 13 de febrero de 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

Dentro de este proceso, en el marco del análisis y estudio de las discrepancias presentadas, el Panel de Expertos solicitó información adicional a la CNE. A raíz de esta solicitud, la CNE detectó inconsistencias en la aplicación de la metodología para la calificación de instalaciones, por lo cual inició un procedimiento administrativo de invalidación del mencionado proceso. En este contexto, con fecha 4 de septiembre de 2018 la CNE publicó Resolución Exenta N°613 mediante la cual invalidó las etapas ya realizadas del referido proceso, retro trayéndolo a la publicación del informe técnico preliminar. Así,

con fecha 5 de octubre de 2018, CNE publicó un nuevo Informe Técnico Preliminar mediante Resolución Exenta N°673, el cual recibió las observaciones de los interesados inscritos en el proceso. Posteriormente, con fecha 21 de noviembre de 2018, la CNE mediante Resolución Exenta N°761 emitió el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2020-2023. Siguiendo con las etapas del proceso, los interesados podrán presentar sus discrepancias ante Panel de Expertos.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, la CNE mediante Resolución Exenta N°212 de fecha 15 de marzo 2018, emitió Informe Preliminar. Los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) enviaron las observaciones pertinentes y participaron del proceso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprueba el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares mediante Resolución Exenta N° 769 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar el estudio tarifario de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas. De acuerdo con las etapas contempladas por la Ley, los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), realizaron observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018.

Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°124 de fecha 13 de febrero 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. La formalización de las Bases Definitivas está sujeta a la culminación del proceso de Calificación de Instalaciones señalado precedentemente.

c.3 Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5\$US/MWh.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Saldos en bancos	27.863	24.563
Otros instrumentos de renta fija	27.407.440	-
Total	27.435.303	24.563

Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a pactos con compromiso de retrocompra, cuyo vencimiento es inferior a 90 días desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	27.435.303	24.563
Total		27.435.303	24.563

c) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2018	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 31/12/2018
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros	Otros cambios	
Préstamos de empresas relacionadas	8.814.789	19.788.442	(28.330.130)	(155.940)	(8.697.628)	-	-	230.887	(348.048)	-
Total	8.814.789	19.788.442	(28.330.130)	(155.940)	(8.697.628)	-	-	230.887	(348.048)	-

6. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	11.072.099	2.602	10.924.613	5.050
Deudores comerciales, neto	10.909.062	-	10.774.374	-
Otras cuentas por cobrar, neto	163.037	2.602	150.239	5.050

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	12.188.952	2.602	12.027.699	5.050
Deudores comerciales por cobrar, bruto	12.025.915	-	11.877.460	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	163.037	2.602	150.239	5.050

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de la Sociedad.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 7.1.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Con vencimiento menor de tres meses	229.151	-	1.106.367	-
Con vencimiento entre tres y seis meses	-	-	5.952	-
Con vencimiento entre seis y doce meses	-	-	213.220	-
Con vencimiento mayor a doce meses	214.549	-	464.620	-
Total	443.700	-	1.790.159	-

Provisión de deterioro de deudores fueron:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	31/12/2018	
	Corriente M\$	No corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2017	1.103.086	-
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	-	-
Montos castigados	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	1.103.086	-
Ajuste saldo inicial por IFRS 9	10.668	-
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	3.099	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	1.116.853	-

7. CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS

Las transacciones entre las sociedades relacionadas, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones.

7.1 Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre las sociedades relacionadas son los siguientes:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimientos a 30 días y no tienen reajustabilidad.
- El Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile tiene cláusulas de pago de intereses.
- No existen deudas que se encuentren garantizadas.

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	12.472.261	20.940.417	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	30.979	30.980	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Matriz Común	Ch\$	10	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	15.629	10.673	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	81	33	-	-
96.800.460-3	Luz Andes S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	15	9	-	-
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	6	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	624	19.516	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Taital S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	124.937	39.144	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	468	3.498	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	88	14.608	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	14.085	50.547	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	96	692	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	42.162	-	-	-
Total							12.701.441	21.110.117	-	-



b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
						M\$	M\$	M\$	M\$	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Otra	CH\$	389.680	68.041	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Matriz	CH\$	-	8.553	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Matriz	CH\$	2.864.835	339.162	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Cta. mercantil	Menos 90 días	Matriz	CH\$	-	8.814.789	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Dividendos	Menos 90 días	Matriz	CH\$	25.314.282	18.003.790	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Matriz Común	CH\$	-	1.062	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Otra	CH\$	768	871	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	64	-	-	-
96.800.460-3	Luz Andes S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	7	-	-	-
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	CH\$	6.783	43.457	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	350	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	CH\$	1.918	3.656	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	CH\$	7.832	9.085	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	CH\$	1.254	2.863	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	CH\$	11	169	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	1.553	-	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	2.824	-	-	-
0-E	Enel Iberia S.r.l.	Extranjera	Servicios	Menos 90 días	Otra	CH\$	35	35	-	-
Total							28.592.196	27.295.533	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

Los efectos en los Estado de Resultados Integrales de transacciones con entidades relacionadas es la siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	Servicios	(384.595)	(368.890)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	Gastos financieros	(109.999)	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	124.963.395	121.777.281
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Compra de energía	-	(944.115)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios	(2.129.360)	(1.902.621)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos financieros	17.346	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Gastos financieros	(120.888)	(611.938)
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	5.979	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	(12.614)	(392)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Peajes	21.343	(29.830)
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Otra	Peajes	(54.095)	(43.457)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Chile	Otra	Peajes	141	28
96.800.460-3	Luz Andes S.A.	Chile	Otra	Peajes	13	6
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	41.889	14.952
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(153.910)	(76.104)
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	253.972	74.444
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(19.422)	(194.745)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	48.210	11.226
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	(110.970)	(134.938)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	15.978	21.468
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(13.242)	(27.887)
76.321.458-3	Sociedad Almeida Solar S.p.a.	Chile	Otra	Venta de energía	70.310	77.732
76.321.458-3	Sociedad Almeida Solar S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	(10.492)	(2.587)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	12.881	581
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(18.066)	(1.840)
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	127.980	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(101)	-
Total					122.441.683	117.638.374

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por periodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos de la compañía.

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos son hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos contratos representan un 76,79% de los ingresos ordinarios del periodo 2018 (79,85% en 2017).

7.2 Directorio y personal clave de la gerencia.

Pehuenche es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, con la opción de ser reelegidos.

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 23 de abril de 2018, siendo designados los señores Raúl Arteaga Errázuriz, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor, Paula Riveros Pérez, Fernando Vallejos Reyes y Juan Candía Narváez.

En sesión ordinaria de directorio de fecha 23 de abril de 2018, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Raúl Arteaga Errázuriz. En la misma sesión doña Natalia Fernández Sepúlveda fue designada Secretario del Directorio.

Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones.

- **Cuentas por cobrar y pagar:** No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores.
- **Otras transacciones:** No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores.

Retribución del Directorio.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, y de conformidad a lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la empresa, celebrada el 8 de abril de 2002, se modificó el artículo 18 de los estatutos sociales de la compañía, en el sentido de determinar que los directores de la misma no serán remunerados en el ejercicio de sus funciones.

Comité de Directores.

En el marco de la dictación de la Ley N°20.382, sobre Gobiernos Corporativos, publicada el 20 de octubre 2009, y en atención a que menos del 12,5% de las acciones emitidas con derecho a voto de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. se encuentran en poder de accionistas minoritarios, el Directorio de la compañía acordó que, a partir del 1 de enero de 2010, no se mantendrá el Comité de Directores.

Gastos en asesoría del Directorio.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

7.3 Retribución del personal clave de la gerencia.

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.

Personal clave de la Gerencia	
Nombre	Cargo
Carlo Carvalho Artigas	Gerente General
Claudio Toledo Freitas	Gerente de Finanzas y Administración
Vicente Villaceca Villalobos	Subgerente Comercial

El Gerente General de la Sociedad no percibe remuneración por parte de Pehuenche, por ser empleado del controlador.

La remuneración devengada por el personal clave de la Gerencia asciende a M\$169.516 por el periodo terminado al 31 de diciembre de 2018 (M\$167.213 en 2017). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual y otros).

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia.

Pehuenche tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no hay pagos de indemnización por años de servicio.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen.

Cláusulas de garantía: Directorio y Gerencia de Pehuenche.

- Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control.

No existen cláusulas de garantías.

- Pacto de no competencia post contractual.

No existen pactos.

7.4 Planes de retribución vinculadas a la cotización de la acción.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción de Pehuenche para el Directorio y personal clave de la Gerencia.

8. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

Activo Intangible

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Activos Intangibles Neto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Activos Intangibles, Netos	86.463	86.463
Plusvalía Comprada	-	-
Activos Intangibles Identificables, Neto	86.463	86.463
Derechos de Paso	86.463	86.463

Activos Intangibles Bruto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Activos Intangibles, Bruto	86.463	86.463
Plusvalía comprada	-	-
Activos Intangibles Identificables, Bruto	86.463	86.463
Derechos de Paso	86.463	86.463

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	-	-
Deterioro de Valor Acumulado de Plusvalía Comprada	-	-
Activos Intangibles Identificables	-	-
Derechos de Paso	-	-

La composición y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ha sido la siguiente:

Año 2018

Movimientos en Activos Intangibles	Derechos de paso	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	86.463	-	86.463
Movimientos	-	-	-
Adiciones	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-	-
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31 de diciembre de 2018	86.463	-	86.463
Saldo final Plusvalía Comprada	-	-	-
Saldo final Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2018	86.463	-	86.463

Año 2017

Movimientos en Activos Intangibles	Derechos de paso	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	86.463	-	86.463
Movimientos	-	-	-
Adiciones	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-	-
Saldo final Activos Intangibles Identificables al 31 de diciembre 2017	86.463	-	86.463
Saldo final Plusvalía Comprada	-	-	-
Saldo final Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2017	86.463	-	86.463

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones que dispone la Sociedad, podemos señalar que dichas proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2018. No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles.

9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	179.577.153	186.571.280
Construcción en Curso	130.344	1.331.271
Terrenos	841.789	841.789
Edificios	4.034.025	4.301.927
Planta y Equipo	173.239.395	178.610.362
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.331.600	1.485.931

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	467.396.994	466.903.821
Construcción en Curso	130.344	1.331.271
Terrenos	841.789	841.789
Edificios	10.923.728	10.923.728
Planta y Equipo	447.227.672	445.533.572
Instalaciones Fijas y Accesorios	8.273.461	8.273.461

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(287.819.841)	(280.332.541)
Edificios	(6.889.703)	(6.621.801)
Planta y Equipo	(273.988.277)	(266.923.210)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(6.941.861)	(6.787.530)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipo durante el periodo terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Movimientos año 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	1.331.271	841.789	4.301.927	178.610.362	1.485.931	186.571.280
Adiciones	493.173	-	-	-	-	493.173
Trasposos	(1.694.100)	-	-	1.694.100	-	-
Desinversiones	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(267.902)	(7.065.067)	(154.331)	(7.487.300)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	(1.200.927)	-	(267.902)	(5.370.967)	(154.331)	(6.994.127)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	130.344	841.789	4.034.025	173.239.395	1.331.600	179.577.153

Movimientos año 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	1.677.304	841.789	4.569.722	185.224.514	993.519	193.306.848
Adiciones	664.567	-	-	-	-	664.567
Trasposos	(1.010.600)	-	-	387.298	623.302	-
Desinversiones	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(267.795)	(7.001.450)	(130.890)	(7.400.135)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	(346.033)	-	(267.795)	(6.614.152)	492.412	(6.735.568)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	1.331.271	841.789	4.301.927	178.610.362	1.485.931	186.571.280

Información adicional de Propiedades, Planta y Equipos

- Las inversiones materiales en generación corresponden básicamente a obras en las centrales de Pehuenche y que por su condición son activadas.

10. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

A continuación, se presenta el saldo de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Pagos provisionales mensuales	-	31.438.501
Impuesto a la renta ejercicio anterior	-	(28.128.551)
Total	-	3.309.950

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Impuesto a la Renta periodo actual	5.889.774	-
Total	5.889.774	-

11. PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS

- a) El origen de los impuestos diferidos y los movimientos de sus rubros registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) Netos	Saldo al 1 de enero de 2018 M\$	Movimientos				Saldo al 31 de diciembre de 2018 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2018	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$		Activos por Impuestos Diferidos M\$	Pasivos por Impuestos Diferidos M\$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos								
Depreciaciones	(48.612.146)	1.978.318	-	-	-	(46.633.828)	-	(46.633.828)
Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	350.556	45.081	-	-	-	395.637	395.637	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(48.261.590)	2.023.399	-	-	-	(46.238.191)	395.637	(46.633.828)
Compensación							(395.637)	395.637
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación						(46.238.191)	-	(46.238.191)

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) Netos	Saldo al 1 de enero de 2017 M\$	Movimientos				Saldo al 31 de diciembre de 2017 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2017	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$		Activos por Impuestos Diferidos M\$	Pasivos por Impuestos Diferidos M\$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos								
Depreciaciones	(50.391.958)	1.779.812	-	-	-	(48.612.146)	-	(48.612.146)
Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	347.898	2.658	-	-	-	350.556	350.556	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(50.044.060)	1.782.470	-	-	-	(48.261.590)	350.556	(48.612.146)
Compensación							(350.556)	350.556
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación						(48.261.590)	-	(48.261.590)

- b) La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias del país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetas a verificación:

País	Período
Chile	2015 - 2017

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos tributarios cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, Pehuenche estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros.

12. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Pehuenche está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Sociedad en el establecimiento de su política de gestión de riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo interno.
- El negocio define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Las áreas establecen para el mercado en el que opera su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones del negocio se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- Las áreas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en el mercado se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Pehuenche.

Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipo de cambio se refieren, fundamentalmente, con las siguientes transacciones, si corresponden:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por la Sociedad, en los casos en que el margen de contribución de la compañía no esté altamente indexado a esa moneda extranjera.
- Ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de la Sociedad es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a dólares y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos a utilizar para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

Riesgo de “commodities”.

Pehuenche se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en el mercado local.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco.

Riesgo de liquidez.

Pehuenche mantiene una liquidez consistente, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2018, Pehuenche tenía una liquidez de M\$27.435.303 en efectivo y equivalentes al efectivo. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad tenía una liquidez de M\$24.563 en efectivo y equivalentes al efectivo.

Riesgo de crédito.

Pehuenche realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja, y eventuales contrataciones de derivados, se efectúan en entidades financieras con una calificación mínima de riesgo equivalente a grado de inversión.

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

31 de diciembre de 2018					
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros	-	-	23.773.540	-	-
Total Corriente	-	-	23.773.540	-	-
Otros activos financieros	-	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-	-
Total	-	-	23.773.540	-	-

31 de diciembre de 2017					
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros	-	-	32.034.730	-	-
Total Corriente	-	-	32.034.730	-	-
Otros activos financieros	-	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-	-
Total	-	-	32.034.730	-	-

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

31 de diciembre de 2018			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros	-	35.767.974	-
Total Corriente	-	35.767.974	-
Otros pasivos financieros	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-
Total	-	35.767.974	-

31 de diciembre de 2017			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financiero	-	35.977.413	-
Total Corriente	-	35.977.413	-
Otros pasivos financieros	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-
Total	-	35.977.413	-

14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Acreedores comerciales	3.522.687	4.334.226	-	-
Pasivos por impuestos no renta	1.548.451	2.823.140	-	-
Dividendos por pagar	2.104.640	1.524.514	-	-
Total	7.175.778	8.681.880	-	-

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se expone en anexo N° 2.

15. OTRAS PROVISIONES

Provisiones

Al 31 de diciembre de 2018 no existen otras provisiones.

Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros, esto es, al 31 de diciembre de 2018, los principales litigios o arbitrajes en los que es parte Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Inversiones Tricahue S.A., accionista minoritario de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., solicitó ante el 20° Juzgado Civil de Santiago la designación de Juez Árbitro, para conocer y resolver la demanda arbitral que éste pretende interponer en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Enel Generación Chile S.A., Enel Chile S.A., y los directores de estas tres compañías, por los supuestos perjuicios que la administración de Pehuenche S.A. habría irrogado a los accionistas minoritarios, a raíz de la ejecución del denominado Plan Elqui y el desarrollo de Pehuenche S.A. en el negocio de la generación eléctrica.

Presentada la solicitud de designación de juez árbitro, ésta fue objeto de numerosas oposiciones por parte de las tres empresas demandadas y sus directores, oposiciones que fueron todas rechazadas mediante resolución de fecha 25 de junio de 2018. Posteriormente, se designó juez árbitro a don Nelson Contador quien aceptó su cargo. Las compañías y sus directores apelaron de la designación de juez árbitro, concediéndose dicho recurso en el solo efecto devolutivo. En contra de dicha resolución, las demandadas presentaron recurso de hecho reclamando que dicha apelación debió haber sido otorgada en ambos efectos ordenándose la suspensión de la sentencia mientras se resuelven las apelaciones. Por su parte, la parte demandante también interpuso recurso de hecho, instando porque no se acojan a trámite las apelaciones concedidas. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

16. PATRIMONIO TOTAL

Patrimonio neto de la Sociedad, capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el capital social de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. asciende a M\$175.774.920 y está representado por 612.625.641 acciones de sin valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valores de Valparaíso.

Prima de emisión:

La prima de emisión asciende a M\$18.499.309 y corresponde al sobreprecio en la colocación de acciones originados entre los años 1986 y 1992.

Dividendos:

La Política de Dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía, celebrada el 23 de abril de 2018, es la siguiente:

Distribuir como dividendo un monto equivalente al 100% de las utilidades líquidas y realizadas del periodo, después de absorber las pérdidas acumuladas y pagar los impuestos respectivos. Además, repartir dos dividendos provisorios con cargo a las utilidades del periodo, cuyos montos se calculan como se señala a continuación:

- 1er dividendo provisorio: Hasta el 60% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-agosto de 2018, según lo muestren los Estados Financieros al 31 de agosto de 2018, pagadero en octubre de 2018.
- 2do dividendo provisorio: Hasta el 70% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-noviembre de 2018, según lo muestren los Estados Financieros al 30 de noviembre de 2018, menos el monto del primer dividendo provisorio, pagadero en enero de 2019.

El dividendo definitivo, que considera el saldo de las utilidades del ejercicio, el que sería pagado con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebrará en marzo o abril de 2019.

A continuación se presentan los dividendos pagados en los últimos años por la Sociedad:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
74	Provisorio	23-07-2014	29,100000	2014
75	Provisorio	22-10-2014	49,310000	2014
76	Provisorio	21-01-2015	65,440000	2014
77	Definitivo	29-04-2015	67,720076	2014
78	Provisorio	24-07-2015	34,880000	2015
79	Provisorio	30-10-2015	39,850000	2015
80	Provisorio	22-01-2016	47,840000	2015
81	Definitivo	25-04-2016	70,070355	2015
82	Provisorio	22-07-2016	22,720000	2016
83	Provisorio	26-10-2016	38,860000	2016
84	Provisorio	25-01-2017	32,820000	2016
85	Definitivo	26-04-2017	50,241000	2016
86	Provisorio	26-07-2017	16,420000	2017
87	Provisorio	25-10-2017	28,080000	2017
88	Provisorio	24-01-2018	31,720000	2017
89	Definitivo	08-05-2018	49,240943	2017
90	Provisorio	24-10-2018	51,360000	2018
91	Provisorio	23-01-2018	44,600000	2018

Otras reservas:

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de las reservas es la suma de M\$(37.656.647) y corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar, que la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

17. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Ventas de energía	162.731.926	152.290.052
Clientes Regulados	1.100.705	2.654.460
Clientes no Regulados	124.963.395	121.777.281
Ventas de Mercado Spot	36.667.826	27.858.311
Otras prestaciones de servicios	7.733	210.930
Peajes y transmisión	7.733	210.930
Total	162.739.659	152.500.982

Otros ingresos	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Otros Ingresos	28.529	401
Subtotal	28.529	401
Total	162.768.188	152.501.383

18. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias Primas y Consumibles Utilizados	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Compras de energía	10.239.830	23.148.336
Gastos de transporte de energía	11.299.344	13.140.994
Total Materias primas y consumibles	21.539.174	36.289.330

19. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Salarios	165.527	127.208
Beneficios a corto plazo a los empleados	3.989	40.005
Total	169.516	167.213

20. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO

El detalle de estos rubros de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Depreciaciones	7.487.300	7.400.135
Total	7.487.300	7.400.135
Reverso (pérdidas) por deterioro	3.099	-
Total	3.099	-

21. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Servicios profesionales	18.194	42.422
Servicios externalizados	3.597.556	3.482.552
Primas de seguros	1.235.850	1.136.309
Tributos y tasas	348.294	361.175
Otros suministros y servicios	301.046	65.343
Total Otros gastos por naturaleza	5.500.940	5.087.801

22. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Resultado financiero	Saldos al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Ingresos Financieros	103.969	244
Gastos Financieros	(230.887)	(611.938)
Resultado por unidades de reajuste	342.180	211.519
Diferencias de cambio	9.281	4.943
Positivas	9.281	4.943
Total Resultado Financiero	224.543	(395.232)

23. GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados correspondiente al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	36.689.709	28.128.551
Ajustes al Impuesto Corriente del Ejercicio Anterior	-	-
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	36.689.709	28.128.551
Ingresos por Impuesto Diferido	(2.020.518)	(1.782.470)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(2.020.518)	(1.782.470)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	34.669.191	26.346.081

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	Tasa %	31/12/2018 M\$	Tasa %	31/12/2017 M\$
Resultado contable antes de impuesto		128.348.399		103.206.672
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	27,00%	34.654.068	25,50%	26.317.701
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	0,01%	15.123	0,03%	28.380
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	0,01%	15.123	0,03%	28.380
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	27,01%	34.669.191	25,53%	26.346.081

24. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.

a) Garantías directas

No hay garantías directas.

b) Garantías Indirectas

No hay garantías indirectas.

c) Otra información

No hay.

25. DOTACION

La distribución del personal de Pehuenche, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

País	31/12/2018				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	2	-	-	2	2
Total	2	-	-	2	2

País	31/12/2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	2	-	-	2	2
Total	2	-	-	2	2

26. MEDIO AMBIENTE

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha efectuado desembolsos por concepto de medio ambiente por la suma de M\$48.574 a Capex y M\$62.560 a Opex (M\$6.787 a Opex en 2017).

27. SANCIONES

a) Directores o administradores.

No hay.

b) Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No Hay.

28. HECHOS POSTERIORES

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido hechos de carácter financiero contable que afecten significativamente la interpretación de estos estados financieros anuales.

ANEXO N° 1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 3 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los Estados financieros anuales de Pehuenche.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31/12/2018											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores Comerciales bruto	10.465.362	183.484	28.236	17.431	-	-	-	-	-	1.331.402	12.025.915	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.116.853)	(1.116.853)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	163.037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.037	2.602
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	10.628.399	183.484	28.236	17.431	-	-	-	-	-	214.549	11.072.099	2.602

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31/12/2017											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores Comerciales bruto	8.984.215	1.083.204	11.748	11.415	202	4.642	1.108	4.430	208.790	1.567.706	11.877.460	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.103.086)	(1.103.086)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	150.239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.239	5.050
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	9.134.454	1.083.204	11.748	11.415	202	4.642	1.108	4.430	208.790	464.620	10.924.613	5.050

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2018						Saldo al 31/12/2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	185	10.628.399	-	-	185	10.628.399	196	9.134.454	-	-	196	9.134.454
Entre 1 y 30 días	60	183.484	-	-	60	183.484	19	1.083.204	-	-	19	1.083.204
Entre 31 y 60 días	40	28.236	-	-	40	28.236	27	11.748	-	-	27	11.748
Entre 61 y 90 días	15	17.431	-	-	15	17.431	21	11.415	-	-	21	11.415
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	26	202	-	-	26	202
Entre 121 y 150 días	-	-	-	-	-	-	34	4.642	-	-	34	4.642
Entre 151 y 180 días	-	-	-	-	-	-	33	1.108	-	-	33	1.108
Entre 181 y 210 días	-	-	-	-	-	-	27	4.430	-	-	27	4.430
Entre 211 y 250 días	-	-	-	-	-	-	29	208.790	-	-	29	208.790
Superior a 251 días	182	214.549	-	-	182	214.549	167	464.620	-	-	167	464.620
Total	482	11.072.099	-	-	482	11.072.099	579	10.924.613	-	-	579	10.924.613

b) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	(10.668)	-
Recuperos del período	(3.099)	-
Total	(13.767)	-

c) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Total detalle por tipo de operaciones	Total detalle por tipo de operaciones	Total detalle por tipo de operaciones	Total detalle por tipo de operaciones
	Ultimo trimestre	Acumulado Anual	Ultimo trimestre	Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones		1		
Monto de las operaciones		(3.099)		
Total	-	(3.099)	-	-

ANEXO N° 2 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:

Este anexo forma parte integral de los Estados financieros anuales de Pehuenche.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2018				31/12/2017			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días		3.086.362		3.086.362		3.763.507		3.763.507
Entre 31 y 60 días	436.325			436.325	570.719			570.719
Total	436.325	3.086.362	-	3.522.687	570.719	3.763.507	-	4.334.226
Periodo promedio de pago cuentas al día (días)	35	10	-		35	10		

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Análisis Razonado

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018



Los Estados Financieros de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2018, muestran una utilidad de M\$93.679.208, explicada por una utilidad operacional de M\$128.068.159, una utilidad no operacional de M\$280.240 y un cargo por impuesto a la renta de M\$34.669.191, comparada con el resultado a igual fecha de 2017, la Compañía registró una mayor utilidad de M\$16.818.617, equivalente a un incremento de un 21,9%.

Los ingresos de explotación al 31 de diciembre de 2018, ascendieron a M\$162.768.188 con un aumento de un 6,7% en relación a los ingresos de explotación obtenidos durante el 2017, explicada por una mayor producción acumulada al cierre de 2018, superior en un 19,5% respecto de la de 2017, y un aumento de 8,99% de los costos marginales respecto de 2017.

Los costos variables de explotación a diciembre de 2018, ascendieron a M\$21.539.174, con una disminución de M\$14.750.156 respecto del ejercicio anterior. La disminución se explica principalmente por menores compras de energía en el mercado spot equivalentes a un 40,6%, producto de la mayor producción de energía de las centrales acumulada al cierre de 2018.

El resultado operacional al 31 de diciembre de 2018, alcanzó la suma de M\$128.068.159, mayor en 23,7% al obtenido a igual fecha de 2017. Se explica por menores compras de energía en el mercado spot por un monto de M\$14.750.156 respecto del mismo periodo de 2017.

El resultado no operacional al 31 de diciembre de 2018, muestra una utilidad de M\$280.240 con una disminución de M\$630.472 respecto a igual fecha de 2017. Esta diferencia se explica básicamente por la disminución del gasto financiero por el menor uso de la cuenta corriente mercantil por un monto de M\$484.776.

Índices	31-12-2018 M\$	30-09-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Liquidez Corriente (veces)	1,15	0,96	0,92
Razón Acida (veces)	1,15	0,86	0,92
Pasivo exigible / Patrimonio	0,65	0,73	0,64
% Deuda corriente	49,02	51,45	44,25
% Deuda no corriente	50,98	48,55	55,75
Cobertura gastos financieros (*)	588,87	551,79	181,75
Propiedad, planta y equipos (neto en M\$)	179.577.153	181.335.585	186.571.280
Activo total (M\$)	230.972.614	229.074.591	222.129.589

(*) Calculado como R.A.I.I.D.A.I.E. / Gastos financieros

Resultado	31-12-2018 M\$	30-09-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Resultado operacional	128.068.159	80.373.271	103.556.904
Ingresos de explotación	162.768.188	105.756.162	152.501.383
Costos de explotación	34.700.029	25.382.891	48.944.479
Depreciación	7.487.300	5.598.524	7.400.135
Ingresos financieros	103.969	33.048	244
Gastos financieros	230.887	156.169	611.938
Resultado no operacional	280.240	76.872	(350.232)
R.A.I.I.D.A.I.E.	135.962.617	86.171.788	111.218.501
Utilidad después de impuesto	93.679.208	58.785.362	76.860.591

Los ingresos de explotación están asociados en su totalidad a la generación de energía, que es el giro del negocio. Asimismo, todo el negocio de la Compañía se desarrolló en el mercado local chileno y más específicamente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Los costos de explotación están compuestos principalmente por la depreciación de activos fijos, peajes por transporte de energía, eventuales compras horarias de energía y gastos propios de la operación de las centrales hidroeléctricas.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Análisis Razonado

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018



Rentabilidad	31-12-2018	30-09-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$
Rentabilidad del activo	41,35	26,99	34,06
Rentabilidad del patrimonio	67,92	44,88	56,57
Rentabilidad activos operacionales	69,95	43,50	54,52
Utilidad por acción (\$)	152,91	95,96	125,46
Retorno de los dividendos (%)	6,04	5,74	6,22

Principales activos

Como se expresa en nota 3a) de los Estados Financieros Anuales, el rubro propiedades, planta y equipo de la Sociedad se presentan valorizados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). No se aprecian diferencias con los valores de mercado de los activos.

Análisis del flujo de efectivo

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad obtuvo flujos provenientes de sus operaciones por la suma de M\$117.599.847, los que provienen básicamente de cobros por ventas de energía que alcanzan la suma de M\$205.446.941, pagos a proveedores por M\$32.100.364, pagos de pólizas de seguros por M\$1.236.033, pagos por impuesto a las ganancias por M\$28.488.174 y otros pagos por actividades de operación por M\$25.815.775.

Los flujos de inversión ascienden a M\$584.217, corresponden a compras de activos fijos.

Los flujos originados por actividades de financiamiento durante el periodo ascendieron a M\$89.604.890, los que se explican por traspasos por el mecanismo de cuenta corriente mercantil por la suma de M\$8.541.688 y pago de dividendos por M\$81.063.202.

Riesgo de mercado

El riesgo regulatorio está presente en la industria y puede influir en las condiciones futuras que se exijan a la contratación con los clientes regulados. Una forma de mitigar este riesgo es a través de la política de contratación seguida por Pehuenche S.A. que contempla la suscripción de contratos con empresas no reguladas, sobre la base de tarifas y condiciones comerciales libremente convenidas.

Un factor que juega a favor de mitigar el riesgo comercial de Pehuenche S.A. es que sus costos de producción están entre los más bajos del sistema ya que sus centrales, por no tener costo variable de producción, siempre deben estar entregando energía al SEN. Sus centrales Curillinque y Loma Alta son de pasada, y su central Pehuenche, por disponer de un embalse de capacidad de regulación reducida, también debe estar normalmente entregando energía.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Hechos Relevantes

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018



Durante el periodo finalizado al 31 de diciembre de 2018, han ocurrido los siguientes hechos relevantes.

1. Dividendo Definitivo

La Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 23 de abril de 2018, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$49,240.943 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Dicho saldo de dividendo se pagó a partir del día 8 de mayo a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

La publicación del aviso se efectuó el 30 de abril de 2018 en el diario El Mercurio de Santiago.

2. Elección de Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada el día 23 de abril de 2018, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma. El directorio quedó conformado por los señores Raúl Arteaga Errázuriz, Juan Candia Narváez, Paula Riveros Pérez, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor y Fernando Vallejos Reyes.

Adicionalmente, instalado el nuevo Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 23 de abril de 2018, ha elegido a Don Raúl Arteaga Errázuriz, como Presidente del Directorio y a doña Natalia Fernández Sepúlveda, como Secretaria del Directorio.

3. Primer Dividendo Provisorio

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 24 de septiembre, aprobó el reparto de un primer dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2018, por un monto de \$51,36 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 24 de octubre de 2018 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 8 de octubre de 2018 en el diario El Mercurio de Santiago.

4. Segundo Dividendo Provisorio

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 18 de diciembre, aprobó el reparto de un segundo dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2018, por un monto de \$44,60 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 23 de enero de 2019 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 7 de enero de 2019 en el diario El Mercurio de Santiago.



DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

RUT : 96.504.980-0

Razón Social : Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

En sesión de directorio de fecha 27 de febrero de 2019, las personas abajo indicadas tomaron conocimiento y se declaran responsables respecto a la veracidad de la información incorporada en el presente informe anual, referido al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo al siguiente detalle:

	INDIVIDUAL
Estado de Situación Financiera	X
Estado de Resultados Integrales	X
Estado de Flujo de Efectivo	X
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	X
Notas Explicativas a los estados financieros	X
Análisis Razonado	X
Hechos Relevantes	X

NOMBRE	CARGO	RUT	FIRMA
--------	-------	-----	-------

Raúl Arteaga Errazuriz

Presidente

7.012.475-0

Ignacio Quiñones Sotomayor

Director

7.776.718-5

IGNACIO QUIÑONES

Juan Candía Narváez

Director

13.226.963-7

Paula Riveros Pérez

Director

8.826.796-6

Fernando Vallejos Reyes

Director

7.198.962-3

No Asistió

Carlo Carvallo Artigas

Gerente General

8.803.928-9